



HSC Research Report

HSC/04/02

Power markets in Poland and worldwide (*Rynki energii elektrycznej w Polsce i na świecie*)

Rafał Weron*

* Hugo Steinhaus Center, Wrocław University of
Technology, Poland

Hugo Steinhaus Center
Wrocław University of Technology
Wyb. Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław, Poland
<http://www.im.pwr.wroc.pl/~hugo/>

RYNKI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE I NA ŚWIECIE¹

1. Wstęp

Zarządzanie ryzykiem i podejmowanie strategicznych decyzji na rynku energii elektrycznej znajduje się obecnie na poziomie porównywalnym z poziomem zarządzania ryzykiem w sektorze bankowym przed nieco ponad dekadą. Deregulacja rynku – poprzez uwolnienie cen oraz zwiększenie liczby oferowanych produktów – sprawiła, że stał się on bardziej narażony na ryzyko. Kryzys kalifornijski oraz upadłość ENRONu, jednego głównych dealerów dla produktów energetycznych, tylko potwierdziły te obawy. W rezultacie, stosowane dotychczas w tym sektorze metody oceny ryzyka stały się nieaktualne i konieczne jest wdrożenie nowych technik.

Wiele firm obracających energią elektryczną, myśląc przyszłościowo, już teraz zaczyna stosować wiedzę wykorzystywaną od lat na rynku finansowym. Zarówno wielkie firmy konsultingowe, jak i producenci oprogramowania przystosowują swoje produkty do rynku energii. Okazuje się jednak, że nie można automatycznie przenosić metod z sektora finansowego do sektora energetycznego. Rynek energii elektrycznej rządzi się swoimi własnymi i to bardzo specyficznymi prawami. Celem niniejszego artykułu jest właśnie przybliżenie struktury oraz specyfiki rynków energii elektrycznej w Polsce i na świecie.

2. Liberalizacja

Proces całkowitej deregulacji rynków energii elektrycznej został zapoczątkowany w krajach skandynawskich. Liberalizacja rozpoczęła się w Norwegii w 1991 r. a już cztery lata później wszyscy odbiorcy mieli prawo wyboru dostawcy energii bez dodatkowej opłaty. Pełne otwarcie szwedzkiego rynku nastąpiło w 1996 r., a fińskiego dwa lata później. Również u naszych zachodnich sąsiadów liberalizacja wyszła poza minimum wymagane przez Dyrektywę Unii Europejskiej 96/92/EC. W Niemczech dokonał się

¹ POWER MARKETS IN POLAND AND WORLDWIDE.

We recall the historical changes that have taken place in the power markets worldwide and that have led to a partial or full opening for competition. Afterwards we discuss power market structure with special emphasis on differences between financial or other commodity markets on one hand and the power market on the other. We also address the issue of the market specific, like seasonality, mean reversion, high volatility, etc.

proces bardzo szybkiej prywatyzacji rozpoczęty od przyjęcia prawa energetycznego w 1998 r. Już po czterech latach rynek był w pełni otwarty na konkurencję. W Polsce podstawą do przeprowadzenia reform energetycznych było przyjęcie ustawy Prawo Energetyczne w 1997 r., które było oparte również na Dyrektywie UE 96/92/EC. Wprowadzona w Polsce zasada TPA² jednak dopiero od 5 grudnia 2005 r. umożliwi wszystkim odbiorcom swobodny dostęp do sieci [1][16].

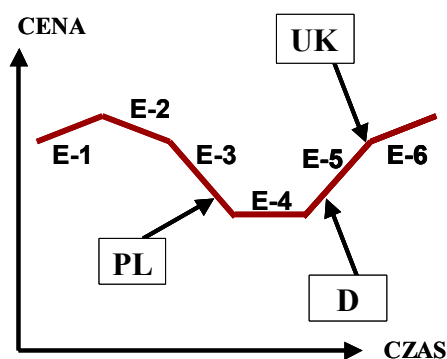
Jak dotąd, całkowicie otwarte na konkurencję są rynki energii elektrycznej w Norwegii (1991), Finlandii (1995), Szwecji (1996), Niemczech (1998), Wielkiej Brytanii (1999) i Danii (2002). Trwa proces liberalizacji w kolejnych krajach europejskich. W najbliższym czasie przewiduje się go zakończyć w Hiszpanii, Holandii i Austrii. Wielkie rynki energii – Francja i Włochy – jak na razie udostępniły swoje rynki dla konkurencji zaledwie w 30%. Podstawowe pytanie jakie się pojawia w tym kontekście to co nam da ta głęboka restrukturyzacja sektora energetycznego w Europie ?

Jeszcze niedawno powszechnie uważano, że obecnie wdrażane zmiany systemowe miały nie tylko sprzyjać rozwojowi różnych form konkurencji, ale również ułatwiać i zwiększać skuteczność działania mechanizmów regulacji tych segmentów rynku, które dotąd zachowywały monopolistyczny charakter. Również jednym z wyznaczników zliberalizowanego i efektywnie działającego rynku miały być niższe ceny dla odbiorców końcowych. Okazuje się jednak, że zmiany zachodzące w ostatnim czasie na niektórych rynkach wykazują tendencję wręcz odwrotną.

Analiza procesów rynkowych pozwala identyfikować sześć etapów rozwoju europejskich rynków energii elektrycznej [4], patrz rys. 1. Etap pierwszy, to etap dominacji historycznie ukształtowanych monopolii państwowych, których zakres występowania dotyczył wytwarzania, przesyłu oraz dystrybucji i dostawy energii do odbiorców. Etap drugi obejmuje okres ogłoszenia szybkiego procesu wdrażania konkurencji i przekształcanie się monopolii w oligopole. Na tym etapie można już zauważyć nieznaczną zniżkę cen. Etap trzeci to deregulacja i prywatyzacja. Cechuje się on najbardziej dynamicznym spadkiem cen. Etap czwarty, który można określić jako uspokojenie, jest naturalnym procesem występującym po głębokich przekształceniach. Jest to czas na utrwalenie nowych struktur. Etap piąty to faza w której występują liczne fuzje i przejęcia, a tym samym ograniczona zostaje konkurencja na rynku. W wielu krajach każdy przypadek

² Swobodny dostęp wszystkich uczestników rynku energii do sieci elektroenergetycznej określa tzw. zasada dostępu stron trzecich do sieci, zwana inaczej zasadą TPA (ang. *Third Party Access*). Dzięki tej zasadzie każdy odbiorca energii może indywidualnie wybierać dostawcę energii.

fuzji poddawany jest analizie mającej określić czy nie stanowi to zagrożenia dla konkurencji i wolnego rynku. Problem elektroenergetyki polega jednak na tym, iż przyzwyczajenie do występowania monopolu stwarza warunki do stosunkowo łatwego uzasadniania dla tych procesów. Etap szósty to powrót do monopolu, w tym przypadku jednak prywatnego. Czy jednak musi do niego dojść? Czy monopol państwowy jest „lepszy” od prywatnego? Pytania te w sektorze elektroenergetyki pozostają otwarte [11].



Rys. 1: Schemat ewolucji cen energii elektrycznej w krajach europejskich. Zaznaczono przybliżoną „pozycję” Wielkiej Brytanii (UK), Niemiec (D) i Polski (PL). Źródło: opracowanie własne na podstawie [4] oraz [11].

3. Struktura rynku

Rynek energii elektrycznej jest „miejscem” dokonywania transakcji kupna i sprzedaży energii elektrycznej, mocy oraz usług systemowych³. Działają na nim wytwórcy, spółki dystrybucyjne, odbiorcy energii (duże zakłady przemysłowe), operatorzy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz spekulanci. Ze względu na sposób obrotu energią elektryczną rynek może mieć formę rynku kontraktów dwustronnych, poolu, giełdy energii lub/i rynku bilansującego [13], patrz rys. 2.

Na rynku kontraktów dwustronnych⁴ wytwórcy zawierają umowy bezpośrednio z kupcami energii na ustalonych warunkach określających cenę i parametry towaru. Transakcje mogą dotyczyć najbliższych godzin, dni, tygodni a nawet lat. Na wielu rynkach, szczególnie amerykańskim, dostępne jest całe bogactwo instrumentów – od prostych kontraktów forward poczynając, poprzez wymiany typu *spark spread*⁵, a na

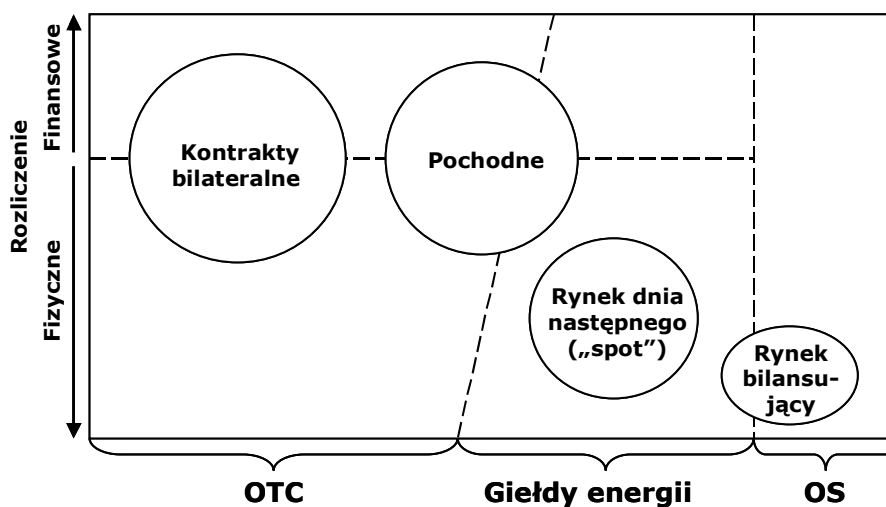
³ Niektórzy wydzielają usługi tzw. systemowe (ang. *ancillary services*) świadczone na rzecz odbiorców czy systemu jako oddzielny rynek usług oferowanych niezależnie od energii/mocy.

⁴ Nazywanego czasem rynkiem bilateralnym lub rynkiem OTC (ang. *Over-the-Counter*).

⁵ Wymiana typu *spark spread* polega na zamianie płatności względem pewnego indeksu cen gazu na płatności względem wybranego indeksu cen energii elektrycznej. Jest ona bardzo popularna na rynku brytyjskim i niektórych amerykańskich, gdzie znaczna część energii elektrycznej jest wytwarzana w elektrowniach gazowych.

kontraktach typu *swing*⁶ kończąc. Wielkości transakcji i ich cena nie muszą być publikowane. Istnieją jednak tzw. elektroniczne platformy obrotu, które – mimo swojej nazwy – nie służą do obrotu energią a jedynie pełnią rolę tabel ofert. Są one cennym źródłem informacji cenowych dla wszystkich uczestników rynku. Jest to ważne szczególnie na takich rynkach jak polski, gdzie wolumen obrotu na giełdzie energii jest stosunkowo niski i cena tam uzyskiwana nie może być traktowana jako indeks ogólnorynkowy.

Pool i giełda energii są rynkami publicznymi, zazwyczaj ściśle regulowanymi, na których obowiązuje standaryzacja handlowanych produktów. Różnica między nimi polega na tym, że w poolu istnieje tylko jeden kupujący w imieniu wszystkich odbiorców, który zbiera oferty od sprzedających i wybierając oferentów o najniższej cenie doprowadza do bilansu systemu. Pool często łączy funkcje nabywcy i operatora. Taka forma rynku była stosowana w początkowej fazie liberalizacji, przede wszystkim w Wielkiej Brytanii i Australii [7]. Natomiast na giełdzie strona kupująca pełni rolę aktywnego gracza i zgłasza własne oferty kupna.



Rys. 2: Struktura zliberalizowanego rynku energii elektrycznej (OTC – rynek pozagiełdowy, OS – rynek techniczny prowadzony przez operatora systemu). Źródło: opracowanie własne.

⁶ Kontrakty typu *swing*, czasem nazywane opcjami typu *swing*, to serie wzajemnie połączonych umów na zakup energii w ciągu określonego przedziału czasu po określonej cenie, ale o zmiennym wolumenie zawierającym się pomiędzy wcześniej określonym minimum i maksimum. Często są one „wzbogacone” o klauzule dotyczące zależności od trajektorii ceny czy minimalnych i maksymalnych obciążeń dla każdego dnia. Z tego powodu są one prawdziwym wyzwaniem dla matematyków oraz inżynierów finansowych i jak dotąd – poza kilkoma prostymi przypadkami – nie doczekały się zadowalającego rozwiązania. Ich popularność wynika z faktu, że pozwalają zabezpieczyć się przed ryzykiem wolumenu, które na rynku energii jest powszechne (bardzo trudno przewidzieć ile energii pobierze odbiorca końcowy).

Na rynku natychmiastowym/spotowym giełdy codziennie ustala się ceny kontraktów na fizyczną dostawę towaru w ciągu każdej godziny następnej doby. Towarem jest energia/moc. Należy podkreślić istotną różnicę między spotowymi rynkami finansowymi czy nawet innymi rynkami towarowymi a rynkiem energii elektrycznej. Otóż energia elektryczna praktycznie nie może być magazynowania. Niedobór energii w systemie elektroenergetycznym musi być natychmiast równoważony przez zwiększenie produkcji elektrowni. Dlatego energia dostarczana o godzinie 12 jest innym towarem niż ta dostarczana o godzinie 13. W efekcie rynek spotowy składa się 24 rynków godzinowych, z których każdy można traktować jako mini-rynek terminowy. Transakcje oparte są na ofertach złożonych operatorowi z wyprzedzeniem dobowym (w Polsce jest to tzw. Rynek Dnia Następnego, RDN) lub kilkugodzinnym. Oprócz rynku natychmiastowego na wielu giełdach energii istnieje rynek terminowy. Podobnie, jak w przypadku rynku finansowego służy on do zarządzania ryzykiem i zabezpieczania przyszłych cen. Handluje się na nim kontraktami futures⁷, opcjami (europejskimi i azjatyckimi na cenę spotową oraz amerykańskimi na kontrakty futures) oraz tzw. kontraktami różnicowymi. Te ostatnie pozwalają się zabezpieczać przed ryzykiem bazowym – różnicą między ceną systemową (ustalaną na rynku spotowym giełdy) a ceną regionalną. Spotykane są zarówno kontrakty rozliczane fizycznie, jak i gotówkowo.

W systemie elektroenergetycznym, stanowiącym jeden gigantyczny obwód elektryczny złożony ze źródeł (elektrowni) i odbiorników energii (przemysł, odbiorcy indywidualni), produkcja i zużycie energii elektrycznej związane są nierozdzielnie ze sobą w czasie, czyli podaż w każdej chwili musi równoważyć popyt. W celu sprawnego zarządzania techniczną stroną rynku w każdym kraju działa tzw. operator systemu. Wykorzystuje on kontrakty (o krótkim czasie odpowiedzi) na usługi systemowe w zakresie regulacji częstotliwości i rezerw mocy. Wraz z możliwościami regulacji pierwotnej wszystkich aktualnie pracujących jednostek wytwórczych systemu umożliwia to zbilansowaną pracę systemu w horyzontach sekundowych. Z kolei rynek bilansujący (techniczny) funkcjonuje w okresie poprzedzającym – np. godzinny – kolejny przedział odpowiedzialności operatora. Jest to rynek wykorzystywany przez operatora, wraz z kontraktami na usługi systemowe, do bilansowania systemu. Uczestnicy rynku składają

⁷ Na skandynawskiej giełdzie Nord Pool również standaryzowanymi kontraktami forward. Wynika to z faktu, iż dzienne rozliczanie pozycji dla kilkuletnich kontraktów na rynku, na którym ceny charakteryzują się sezonowością byłoby nieatrakcyjne finansowo dla uczestników.

oferty z wyszczególnieniem cen, po których są oni gotowi do zmiany dostawy „w górę” (oferta wzrostu dostawy, przyrostowa) lub „w dół” (oferta spadku, redukcji).

4. Rynek energii elektrycznej w Polsce

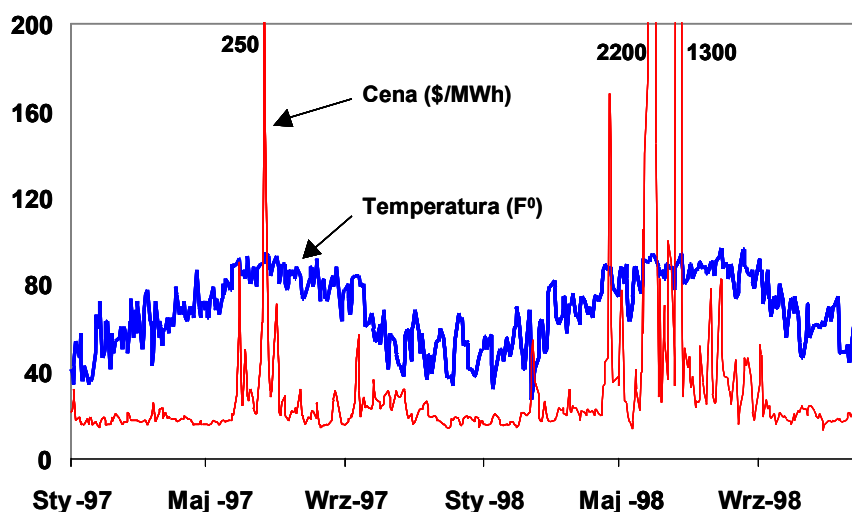
Model rynku przyjęty w grudniu 1999 r. przez Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów w dokumencie p.t. „Zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce w roku 2000 i w latach następnych” zakładał funkcjonowanie rynku w trzech podstawowych segmentach: segmencie kontraktów dwustronnych, segmencie giełdowym oraz segmencie bilansującym [9]. Uruchomienie przez PSE SA we wrześniu 2001 roku dobowo-godzinowego rynku bilansującego, a później zmiany wprowadzone w lipcu 2002 roku w zakresie sposobu rozliczeń były ważnym krokiem na drodze rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce [15]. Do tego czasu ryzyka zmienności zapotrzebowania odbiorców oraz dyspozycyjności wytwórców nie mogły być odzwierciedlane w cenach energii. Powiązanie, poprzez mechanizm rynku bilansującego, ceny energii elektrycznej z ryzykiem rynkowym otworzyło również drogę dla działania firm handlowych, które nie tylko aktywnie pośredniczą w zawieraniu transakcji ale także, co jest o wiele istotniejsze, mogą przejąć na siebie część ryzyka. Działalność takich firm nie sprowadza się już tylko do prostego obrotu energią, lecz zawiera w sobie również elementy procesu zarządzaniem ryzykiem.

Rynek konkurencyjny w Polsce ogranicza się praktycznie do około 30%. Na te 30% składają się w znacznej mierze kontrakty dwustronne (ok. 22%), sprzedaż energii na rynkach lokalnych (ok. 3%) oraz transakcje na Towarowej Giełdzie Energii i rynku bilansującym (razem ok. 5%) [12]. Winą za taką sytuację obarcza się tzw. kontrakty długoterminowe (KDT) – wieloletnie (nawet do 2025 r.) umowy między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi (PSE S.A.) a elektrowniami na dostawę energii elektrycznej po z góry określonej cenie. Gdy KDT powstawały w połowie lat 90. były gwarancją dla banków udzielających kredytów na modernizację elektrowni (17 mld zł, licząc od 1994 r.). Wiążą one obecnie 50-60% całego rynku. Co gorsza, istnienie KDT zapewnia niektórym elektrowniom luksusową sytuację – nie muszą walczyć z konkurentami, obniżać kosztów, itp., bo mają zagwarantowaną cenę sprzedaży. Mimo licznych prób kolejnych ekip rządzących nie doczekaliśmy się jeszcze żadnego rozsądnego sposobu rozwiązania problemu KDT. Obecnie wydaje się, że być może najlepiej będzie pozostawić KDT

samym sobie, tym bardziej, że po 2005 r. ich udział w rynku zacznie się istotnie zmniejszać.

5. Specyfika rynku

Gdy mówimy o wyjątkowym charakterze rynku nie sposób nie wspomnieć o braku możliwości efektywnego przechowywania energii elektrycznej. Konsekwencje tego faktu są wielorakie. Po pierwsze, techniczny aspekt przesyłu energii jest bardzo istotny. System elektroenergetyczny stanowi jeden gigantyczny obwód elektryczny złożony z wytwórców i odbiorców energii a produkcja i zużycie energii elektrycznej związane są nierozdzielnie ze sobą w czasie. Zaburzenie tego procesu prowadzi do spadku mocy a w ekstremalnych przypadkach do zaciemnień (ang. *blackouts*), jak np. to z 14 sierpnia 2003 r. gdy ponad 60 mln odbiorców w północno-wschodnich Stanach Zjednoczonych zostało odciętych od prądu [10]. Po drugie, niektóre podmioty działające na tym rynku zajmują uprzywilejowaną pozycję. Bo o ile nie można efektywnie przechowywać energii elektrycznej to energię w postaci surowca (węgiel, woda, gaz, ropa) już tak. Dlatego wytwórcy mogą czasem chcieć wykorzystać swoją siłę rynkową (ang. *market power*), tak jak to miało miejsce w 2000 r. w Kalifornii [5]. Mogą oni również stosować strategie zabezpieczające uwzględniające „spotową” energię elektryczną podczas gdy odbiorcy (na rynku hurtowym – czyli zakłady energetyczne) już nie. Po trzecie, wycena arbitrażowa kontraktów energetycznych jest zazwyczaj niemożliwa i należy stosować inne techniki wyceny instrumentów [2][3][14].



Rys. 3: Średnia dzienna cena energii elektrycznej w godzinach szczytowych (8-20, poniedziałek-piątek) oraz temperatura dla rejonu Cinergy (centralne Stany Zjednoczone) w latach 1997-98. Źródło: opracowanie własne.

Inną charakterystyczną cechą rynku energii jest sezonowość produkcji, konsumpcji oraz cen energii elektrycznej [13][14]. Sezonowość w skali roku wynika ze zmieniających się okresowo warunków atmosferycznych (patrz rys. 3), natomiast w skali tygodnia/doby z podziału na dni/godziny robocze i wolne od pracy. Wszelkie skuteczne modele prognostyczne muszą uwzględniać tę charakterystykę [5][8]. Na rysunku 3 można również zauważyć astronomiczną wręcz zmienność cen. Dochodzi ona do 50% w skali dziennej. Dla porównania, zmienność cen akcji nie przekracza 4%, a większości indeksów giełdowych – 2% w skali dziennej⁸. Co ciekawe, zmienność w skali dłuższych okresów czasowych (miesiąca, roku) nie już tak szokująca, np. dla spotowych cen energii elektrycznej z giełdy kalifornijskiej w latach 1998-99 zmienność dzienna wyniosła 23%, podczas gdy miesięczna „jedynie” 30% [14]. Jest to charakterystyczne dla procesów cen powracających do średniej (ang. *mean reverting*).

Pojawianie się wysokich cen lub wręcz pików jest mocno skorelowane z występowaniem ekstremalnych warunków pogodowych. Pod koniec czerwca 1998 r. na środkowe Stany Zjednoczone niespodziewanie „uderzyła” fala ciepła. W krótkim czasie zapotrzebowanie na energię wzrosło do granic możliwości produkcyjnych. W ciągu trzech dni – od 22 do 24 czerwca – ceny skoczyły do 550 \$/MWh.⁹ Panika wywołana bankructwem jednego z dealerów opcji spowodowała niespotykaną dotychczas eskalację cen. 25 czerwca ceny w niektórych godzinach szczytowych przekroczyły poziom 7500 \$/MWh, a średnia dzienna cena wyniosła około 2200 \$/MWh [13], patrz rys. 3. Co ciekawe, piki w zapotrzebowaniu i cenach energii elektrycznej mogą być również reakcją na transmisje telewizyjne, szczególnie widowiska sportowe.

6. Zakończenie

Wszystkie wymienione powyżej charakterystyki cen oraz zapotrzebowania, jak i samego rynku energii elektrycznej czynią go szczególnie ciekawym obiektem analiz. Zmuszają one również analityka do szukania nowych rozwiązań lub odpowiedniej adaptacji już istniejących. Jednak rynek energii nie jest interesujący tylko z czysto akademickiego punktu widzenia. Sektor elektroenergetyczny jest jednym z podstawowych

⁸ W skali rocznej (250 „roboczo”-dniowej) jest to odpowiednio ok. 60% oraz 30%. Zmienności cen energii nie powinno się skalować w ten sposób (mnożąc przez pierwiastek z liczby dni w roku) gdyż ceny te charakteryzują się własnością powracania do średniej a nie błędzeniem losowym jak ruch Browna.

⁹ Średnie ceny w rejonie Cinergy to ok. 25-30 \$/MWh.

i jednocześnie strategicznych działów gospodarki każdego kraju. Dlatego ważne jest aby poznać i dobrze zrozumieć mechanizmy nim rządzące. Nawet niewielkie błędy na etapie konstrukcji bądź wprowadzania regulacji rynkowych mogą w późniejszym terminie okazać się katastrofalne w skutkach.

Literatura

- [1] Borgosz-Koczwara, M., Kozłowski, M., Trück, S. (2003) *Polski rynek energii elektrycznej na tle rynków Unii Europejskiej*, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej REE'2003.
- [2] Clewlow, L., Strickland, C. (2000) *Energy Derivatives: Pricing and Risk Management*, Lacima Publications.
- [3] Eydeland, A., Wolyniec, K. (2003) *Energy and Power Risk Management*, Wiley.
- [4] Haas, R. (2000) *When will electricity prices in Europe start to increase again?* Vienna University of Technology, IEW preprint.
- [5] Malko, J. (1995) *Wybrane zagadnienia prognozowania w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza PWR, Wrocław.
- [6] Malko, J., Weron, A. (2001) *Kalifornia – anatomia zaćmienia*, Rynek Terminowy 12, 70-78.
- [7] Mielczarski, W. (2000) *Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, ARE S.A., Warszawa.
- [8] Nowicka-Zagrajek, J., Weron, R. (2002) *Modeling electricity loads in California: ARMA models with hyperbolic noise*, Signal Processing 82, 1903-1915.
- [9] Popczyk, J. (2000) *Gielda energii elektrycznej i wybrane zagadnienia związane*, Materiały VII Konferencji Naukowo-Technicznej REE'2000.
- [10] Rozewicz, Z. (2003) *Północnoamerykański blackout 14 sierpnia 2003*, Energetyka 10-11/2003, 664-668.
- [11] Szalbierz, Z., Weron, A. (2000) *Od monopolu państwowego do monopolu prywatnego: Kiedy ceny energii elektrycznej zaczną znowu rosnąć?* Energetyka 12/2000, 634-638.
- [12] Weron, A. (2003) *Kontrakty giełdowe oraz pozagiełdowe a zarządzanie ryzykiem. Ocena rozwiązań polskich i zagranicznych*, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej REE'2003.
- [13] Weron, A., Weron, R. (2000) *Gielda energii*, CIRE, Wrocław.
- [14] Weron, R. (2000) *Energy price risk management*, Physica A 285, 127-134.
- [15] Zerka, M. (2003) *Strategie na rynkach energii elektrycznej*, idWe, Warszawa.
- [16] Portal CIRE: www.cire.pl.

HSC Research Report Series 2004

For a complete list please visit <http://ideas.repec.org/s/wuu/wpaper.html>

- 01 *Finding the optimal exercise time for American warrants on WIG20 futures (Wyznaczanie optymalnego momentu wykonania warrantów amerykańskich na kontrakty futures na indeks WIG20)* by Bartosz Stawiarski
- 02 *Power markets in Poland and worldwide (Rynki energii elektrycznej w Polsce i na świecie)* by Rafał Weron